

УДК 553.98

## УЧЕТ ДЕФОРМАЦИОННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПРОЦЕССЕ ИХ РАЗРАБОТКИ

Е.А. Гладков

Томский политехнический университет

Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

E-mail: gladkov1974@mail.ru

При разработке месторождений нефти и газа происходит изменение их первоначальных фильтрационно-емкостных свойств. Возможной причиной может являться деформационно-метасоматическое преобразование продуктивных отложений. Предлагается учитывать процессы приводящие к изменению объема пустотно-порового пространства как карбонатных, так и терригенных пород.

**Ключевые слова:***Литология, деформационно-метасоматическое преобразование, разработка месторождений углеводородов.***Key words:***Lithology, deformation-metasomatic conversion, hydrocarbon layers development.*

В настоящее время существует обширное количество исследований, посвященных проблеме образования месторождений углеводородов. Рассматривается три основных гипотезы — органическая, минеральная и минерально-органическая, однако автор склонен придерживаться полигенной природы образования углеводородов [1].

Многочисленными исследованиями [2–6 и др.] достоверно выделена связь тектоники с эманациями из верхней мантии в виде гидротермальных растворов (флюидов) и процессами изменения пород-коллекторов. При этом роль высокотемпературных гидротерм (флюидов), активизирующих процессы формирования вторичной пористости за счёт образования трещин гидроразрыва, весьма высока. В частности, изучение коллекторских свойств палеозойских отложений фундамента Западной Сибири (осадочные, метаморфические и изверженные породы) показало, что они характеризуются резкой неоднородностью и трещинно-кавернозным характером, возникшим за счёт метасоматической переработки пород гидротермальными (флюидами) растворами.

Современная гидротермальная деятельность, способствующая формированию метасоматитов, также установлена в пределах Припятской впадины и других районов древних платформ. На Тенгизском месторождении (Казахстан) повторными геохимическими съемками были выявлены геохимические аномалии, «свидетельствующие о пульсирующем потоке глубинных флюидов по разрывным нарушениям» [3].

Специальными исследованиями было установлено, что объемы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы, могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества [5]. Вышеуказанные авторы отмечают, что «понимание гидротермальной природы пластовых флюидов позволяет рассматривать накопление углеводородных масс, вторичные изменения пород разрезов, возникновение неотектонических структур, формирова-

ние аномальных поверхностных геохимических полей над залежами нефти и газа, как единый неразрывный во времени и пространстве процесс, связанный с дегазацией недр планеты» [5].

Детальные петрографические изучения шлифов фиксируют многочисленные зеркала скольжения, зоны дробления, вертикальную и латеральную трещиноватость, механическую деформацию пород (сжатие и растрескивание), катаклаз, изгиб слюды, вдавливание зерен, образование регенерационных каемок, возникновение минералов [7–9 и др.]. Тектоническая активность способствует привносу «агрессивных», насыщенных большим количеством карбонатного вещества флюидов из верхней мантии [7–8, 10–12 и др.].

Нефтеносные горизонты, по-существу, представляют собой сложную систему, часто блокового строения, вызванного наличием дизъюнктивных нарушений и зон глубинных разломов.

Несмотря на обилие многочисленных данных о влиянии тектоники и глубинных флюидов на залежи углеводородов, до сих пор практически нигде не учитываются процессы изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов в процессе их разработки. Автор предлагает выделять три основных фактора, влияющих на ФЕС пород-коллекторов: деформационные процессы, вторичное минералообразование и метасоматоз. Все вышеуказанные факторы, по существу, являются следствием влияния тектонических процессов, а именно тектонических дислокаций, которые возможны как следствие следующих процессов: горизонтальных либо вертикальных смещений, активизации зон глубинных разломов и переносе флюидов по ним, образования депрессионных воронок и прочее.

В последние годы ряд исследователей [13] получили фактические данные о влиянии деформационных процессов под действием эффективного давления, из-за уменьшения пластового давления, в условиях некомпенсированного отбора флюидов

из продуктивных отложений. Существующие методики позволяют определять относительные фазовые проницаемости пород-коллекторов, но в большинстве случаев они сходны и в своей основе имеют уравнение Пурселля (1949), в котором для расчёта проницаемости учитываются контактный угол, поверхностное натяжение, коэффициент пористости, капиллярное давление, коэффициент водонасыщенности и литологический множитель, учитывающий отличие капиллярной модели от структуры порового пространства реальных горных пород.

Данные, полученные на основе модели Пурселля, хорошо согласуются с экспериментальными результатами для смачивающей фазы, однако для несмачивающей фазы часто показывают неудовлетворительные результаты. Всё это легко объясняется необходимостью проведения специализированных сложных экспериментов с целью учета влияния на относительную фазовую проницаемость таких параметров, как извилистость поровых каналов, взаимосвязанность пор вмещающих пород, смачиваемость поверхности порового пространства и др. Доказано, что эти процессы приводят к изменению объёма и структуры порового пространства, что влечёт за собой, соответственно, и изменение проницаемости. Очевидно, что при изменении структуры порового пространства должны изменяться и относительные фазовые проницаемости, поскольку уменьшение порового пространства приводит к изменению радиуса поровых каналов. А, как хорошо известно, изменение радиуса поровых каналов приводит к изменению величины капиллярного давления. Однако указанные исследователи не учитывали движение пластовых флюидов, которые также могут изменять геометрию пустотно-порового пространства за счёт метасоматических процессов и вторичного минералообразования.

Таким образом, предлагается рассматривать деформационные и метасоматические процессы совместно [14], при этом вторичное минералообразование, как правило, является следствием обоих вышеуказанных факторов (рисунок).

Для этого вводится *новое понятие* деформационно-метасоматическое преобразование. Деформационно-метасоматическое преобразование — это преобразование пород в результате изменения структуры и объёма их пустотно-порового пространства при активном участии пластовых флюидов и вторичном минералообразовании, приводящее к изменению их фильтрационно-емкостных свойств.

Деформационно-метасоматическое преобразование залежей углеводородов, как частный случай, состоит из четырех последовательно сменяющих друг друга этапов: 1) в процессе формирования залежей углеводородов; 2) в результате наложенных процессов, вызванных различными факторами (тектоническими, климатическими и пр.); 3) в процессе разработки залежей углеводородов; 4) после окончания разработки залежей углеводородов.



Рисунок. Основные факторы преобразования пород

Более всего изучены процессы изменения минерального состава пород-коллекторов до начала разработки залежей углеводородов. Современное состояние изученности деформационно-метасоматических преобразований таково, что при разработке залежей углеводородов не учитываются деформационно-метасоматические преобразования пород-коллекторов. Возможно, что одной из причин, объясняющих расхождение модельных и фактических данных при адаптации трёхмерных компьютерных геолого-технологических моделей, является изменение ФЕС продуктивных отложений в процессе их разработки. Более высокопроницаемые коллектора изменяются существенно быстрее, чем низкопроницаемые.

Согласно закону Вант-Гоффа принято считать, что при повышении температуры на каждые 10 °C константа скорости элементарной химической реакции увеличивается в 2...4 раза. При увеличении давления, температуры и концентрации глубинных флюидов, логично предположить, что процессы метасоматоза и вторичного минералообразования на глубинах в несколько километров будут протекать более интенсивно. К сожалению, правило Вант-Гоффа имеет ограниченную область применимости. В частности, этому правилу не подчиняются многие реакции, например, реакции, происходящие при высоких температурах, очень быстрые и очень медленные реакции. Правило Вант-Гоффа было выведено эмпирическим путём и позволяет в первом приближении оценить влияние температуры на скорость химической реакции в небольшом температурном интервале (обычно от 0 до 100 °C), что вполне хорошо согласуется с условиями, существующими на большинстве разрабатываемых либо планируемых к вводу в эксплуатацию месторождений углеводородов. Поэтому степень изменения ФЕС более глубоко залегающих месторождений может протекать гораздо быстрее, чем малоглубинных.

В процессе разработки месторождений углеводородов жидкости и газы в пластовых условиях находятся под действием сил, способствующих перемещению флюидов к забоям эксплуатационных скважин или, наоборот, удерживающих их в пласте. К основным источникам энергии, проявляющим себя при движении подземных флюидов к забоям действующих скважин, относятся: 1) сжимаемость нефти и воды в породах-коллекторах; 2) гравитационная энергия нефти в верхних слоях пласта по сравнению с энергией на его погружении; 3) упругость сжатого и растворенного газа в нефти и воде внутри продуктивного слоя или в зонах сво-

бодного газа, лежащих поверх горизонта, насыщенного нефтью; 4) упругое сжатие воды в пластах, сообщающихся с нефтяным резервуаром [15]. При эксплуатации скважин вышеуказанные типы энергий расходуются на преодоление сопротивления породы течению жидкостей и газа, перемещающихся в области более низких значений энергии и давления.

Особенно интенсивно этот процесс начинается при закачке воды (особенно поверхностной) в пласт. Поэтому первоначальные характеристики пород-коллекторов, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости, изменяются. Изменение ФЕС продуктивных отложений будет для различных скважин различным, что также осложняет процесс создания трехмерных фильтрационных моделей.

К сожалению, современное программное обеспечение не способно, а вернее сказать не подготовлено для расчета изменений ФЕС в результате деформационно-метасоматических преобразований. Особенно это актуально для месторождений, находящихся в многолетней эксплуатации, в которых первоначальные ФЕС породы могли претерпеть существенное изменение и тем самым повлиять на динамику выработки подвижных извлекаемых запасов и величину проектного коэффициента извлечения нефти.

Таким образом, действующие в настоящий момент «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (Приказ МПР РФ от 21.03.2007 г. № 61), «Национальный стандарт Российской Федерации «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» (ГОСТ Р 53710–2009) не учитывают изменения, происходящие в процессе разработки месторождений углеводородов.

На основании многочисленных исследований можно утверждать, что фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений и вмещающих пород изменяются в процессе разработки месторождений углеводородов как в призабойной зоне, так и в межскважинном пространстве.

Основываясь на предложенной концепции, становится очевидным, в силу каких причин возникают проблемы при адаптации геолого-технологических моделей к истории разработки, когда первые годы фактические и модельные параметры (дебит, пластовое и забойное давление и др.) совпадают, а потом начинают расходиться. Возможно, концепция деформационно-метасоматического преобразования продуктивных отложений в процессе их разработки сможет объяснить подобную проблему. Несомненно, что методологический подход на современном этапе создания трёхмерных цифровых геолого-технологических моделей необходимо пересмотреть.

Первоначальные фильтрационно-емкостные свойства высокопроницаемых пород-коллекторов будут изменяться существенно выше, чем низко-

проницаемых [16]. Несомненно и то, что изменение ФЕС продуктивных отложений будет для различных скважин разным, что также осложняет процесс создания трехмерных фильтрационных моделей.

При теоретическом рассмотрении наиболее сильно будут подвергаться процессам преобразования карбонатные породы, сложенные 100 % известняком (кальцитом), который в результате полной доломитизации может уменьшать свой объем на 12,3 %; при кальцитизации возможен обратный процесс.

В зависимости от минералогического состава матрицы и цемента, автором предлагаются две классификации – для карбонатных (дополнение к С.Г. Вишнякову [17]) и терригенных коллекторов (дополнение к В.Н. Шванову [18]), основанные на изменении емкости коллектора в результате деформационно-метасоматических преобразований (табл. 1 и 2).

**Таблица 1.** Классификация известково-доломитовых пород с учетом деформационно-метасоматических процессов (по [17], с изменениями и дополнениями автора)

Порода	Содержание $\text{Ca}_2(\text{CO}_3)_2$ , мас. %		Уменьшение объема пород при доломитизации, %	Содержание $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ , мас. %		Увеличение объема пород при кальцитизации, %
Известняк	95...100	100	0,000	0	0	12,300
Известняк доломитистый	75...95	95	0,615	5...25	5	11,685
		90	1,230		10	11,070
		85	1,845		15	10,455
		80	2,460		20	9,840
		75	3,075		25	9,225
Известняк доломитовый	50...75	70	3,690	25...50	30	8,610
		65	4,305		35	7,995
		60	4,920		40	7,380
		55	5,535		45	6,765
		50	6,150		50	6,150
Доломит известковый	25...50	45	6,765	50...75	55	5,535
		40	7,380		60	4,920
		35	7,995		65	4,305
		30	8,610		70	3,690
		25	9,225		75	3,075
Доломит известковистый	5...25	20	9,840	75...95	80	2,460
		15	10,455		85	1,845
		10	11,070		90	1,230
		5	11,685		95	0,615
Доломит	0-5	0	12,300	100	100	0,000

При доломитизации наблюдается увеличение объема пустотно-порового пространства, а при кальцитизации – уменьшение, поэтому, зная состав породы, можно представить предполагаемый механизм, см. табл. 1.

Для терригенных пород возьмем классификацию, предложенную В.Н. Швановым [18], т. к. широко используемая в последние годы классифика-

ция А.А. Ханина [19], которая делит породы-коллекторы на 6 классов по абсолютной проницаемости, не учитывает минералогию продуктивных отложений.

Зависимость изменения вещественно-минерального состава породообразующих компонентов в результате деформационно-метасоматических преобразований представлено в табл. 2.

**Таблица 2.** Изменение объема пустотно-порового пространства при полной доломитизации (кальцитизации) продуктивных отложений с различным типом цемента

Цемент	Содержание цемента в породе, %	Состав цемента, %		
		Карбонатно-глинистый (карбонатов <50 %)	Глинисто-карбонатный (карбонатов >50 %)	Карбонатный (полностью карбонатный)
Базальный	40...50	0,100...2,500	2,500...5,500	4,920...6,150
Открытый поровый	30...40	0,060...2,000	1,850...4,430	3,690...4,920
Закрытый поровый	25...30	0,050...1,500	1,540...3,320	3,075...3,690
Неполный поровый	10...25	0,020...1,250	0,620...2,770	1,230...3,075
Контурный	5...10	0,010...0,500	0,310...1,110	0,615...1,230
Прерывистый контурный	1...5	0,002...0,250	0,060...0,550	0,123...0,615

Зная минералогический состав продуктивных отложений, их текстуру и структуру, можно прогнозировать степень изменения объема их пустотно-порового пространства, увеличения или уменьшения общей пористости.

В настоящее время автором совместно с сотрудниками Института химии нефти (ИХН СО РАН, г. Томск) проводятся эксперименты, которые по-

зволят определить более точно скорость деформационно-метасоматического преобразования продуктивных отложений. Уже сейчас можно говорить о том, что эти изменения происходят существенно быстрее, чем было принято считать ранее. Так, доказана возможность образования доломита в присутствии карбамида и хлорида магния при температуре 160 °С. Оказалось, что присутствие нефти не оказывает заметного влияния на образование доломита.

Особенно актуально деформационно-метасоматическое преобразование пород в зонах расположенных рядом с флюидопроводящими «глубинные флюиды» участками. В таких участках, изменение ФЕС пород возможно в течение очень короткого промежутка времени.

### Выводы

Доказано, что деформационно-метасоматические процессы и вторичное минералообразование продуктивных отложений в процессе разработки месторождений углеводородов, необходимо учитывать. Процесс изменения минералогического состава и объема пустотно-порового пространства продуктивных отложений в процессе разработки залежей углеводородов характерен для всех месторождений, находящихся на различной стадии разработки. Чем выше проницаемость продуктивных отложений и длительность их срока эксплуатации, тем сильнее изменяются их фильтрационно-емкостные свойства. При разработке месторождений углеводородов необходимо учитывать динамику изменения первоначальных коллекторских свойств, а в действующие регламентные документы внести дополнение, в котором разрешить учитывать изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений в более поздние годы эксплуатации, так как их первоначальные свойства могут претерпевать существенные изменения.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // Доклады Академии наук. — 2008. — Т. 419. — № 3. — С. 373–377.
2. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Локализованные потоки глубинных углеводородных флюидов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ / под ред. А.Н. Дмитриевского. — М.: ГЕОС, 2002. — С. 319–322.
3. Багдасарова М.В. Взаимодействие карбонатных пород с гидротермальными системами при формировании коллекторов нефти и газа // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: Матер. научно-практ. конф. — г. Сыктывкар, 10–19 июня 2001. — Сыктывкар, 2001. — С. 125–127.
4. Дюнин В.И., Корзун В.И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. — М.: Научный мир, 2005. — 524 с.
5. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Зона развития уникальных природных резервуаров — породы фундамента тафрогенных областей // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ / под ред. А.Н. Дмитриевского. — М.: ГЕОС, 2002. — С. 258–262.
6. Коробов Ю.И., Малюшко Л.Д. Флюидодинамическая модель формирования залежей УВ — теоретическая основа поисков месторождений нефти и газа // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ / под ред. А.Н. Дмитриевского. — М.: ГЕОС, 2002. — С. 360–362.
7. Гладков Е.А. Условия формирования отложений подугольной толщи васюганской свиты юго-западной части Средневазюганского мегабассейна // Геология нефти и газа. — 2008. — № 6. — С. 37–42.
8. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Влияние тектонических процессов на разработку нефтегазовых месторождений // I Междуна. конф. памяти акад. А. П. Карпинского: Матер. научно-практ. конф. — г. Санкт-Петербург, 24–26 февраля 2009. — СПб., 2011. — С. 26–30.
9. Недолишко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотно-порового пространства в коллекторах пласта Ю<sub>3</sub> Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. — 2005. — Т. 308. — № 5. — С. 47–53.
10. Карнушина Е.Е., Леоненко Г.Н. Свойства коллекторов Западной Сибири в зоне катагенеза // Вестник МГУ. Сер. геол. — 1989. — № 5. — С. 35–41.



11. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений // Литосфера. – 2009. – № 6. – С. 54–65.
12. Холодов В.Н., Петрова Р.Н., Дементьева О.Ф. Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов // Коллекторские свойства пород на больших глубинах / под ред. Б.К. Прошлякова, В.Н. Холодова. – М.: Наука, 1985. – С. 58–72.
13. Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Джалалов Г.И., Рамазанов Р.А. О методе оценки изменения относительной фазовой проницаемости пород-коллекторов в процессе разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 4. – С. 54–57.
14. Гладков Е.А. Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов // I Российский Нефтяной конгресс: Матер. научно-практ. конф. – г. Москва, 14–16 марта 2011. – М., 2011. – С. 90–93.
15. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Наука, 2003. – 608 с.
16. Гладков Е.А. Причины изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе разработки месторождений углеводородов // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири: Матер. научно-практ. конф. – г. Томск, 18–19 апреля 2011. – Томск, 2011. – С. 44–45.
17. Вишняков С.Г. Карбонатные породы и полевое исследование их пригодности для известкования почвы // Карбонатные породы Ленинградской области, Северного края и Карельской АССР. Вып. 2. – М.: Госгоргеонефтеиздат, 1933. – С. 3–22.
18. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Л.: Недра, 1987. – 269 с.
19. Ханнин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 356 с.

Поступила 09.06.2011 г.

УДК 550.8.05

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

А.А. Захарова, И.В. Крохалев\*, В.Е. Пешков\*\*, И.В. Пешков\*\*\*, К.М. Паровинчак\*\*\*\*, Е.А. Синицин\*\*\*\*\*

Томский политехнический университет

\*ОАО «Таймыргаз», г. Норильск

\*\*Томский филиал ФГУП «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья»

\*\*\*ООО технологическая компания «Шлюмбергер», г. Тюмень

\*\*\*\*ОАО НК «Роснефть», г. Москва

\*\*\*\*\*ООО «Геологическая сервисная компания», г. Томск

E-mail: pochta@tf-sniigims.ru

*Дано теоретическое обоснование метода определения коэффициента вытеснения нефти из пласта при естественном режиме эксплуатации залежи. Полученные коэффициенты соответствуют экспериментальным значениям. Преимуществом метода является учет большей (до 10 га) площади пласта при расчетах фильтрации нефти в пластовых условиях, в отличие от керновой модели, характеризующей одну точку в пласте. Показано, что погрешность метода при 3-х разовом определении параметра на одной скважине не превышает 0,7 %.*

### Ключевые слова:

Вертикальная плотность запасов, гидродинамические исследования, депрессия, коэффициент вытеснения, нефть, подсчет запасов, скважина, установившийся режим.

### Key words:

Displacement efficiency, drillhole, estimation of reserves, hydrodynamic research, oil, pressure drawdown, steady-state regime, vertical density of reserves.

### Введение

Подсчёт запасов нефти — заключительная стадия разведки месторождения. После защиты отчёта по подсчёту запасов в Государственной комиссии по запасам, месторождение вступает в стадию разработки. Точность в определении количественной величины запасов и закономерность распределения их плотности по месторождению оказывает существенную роль на экономические показатели разработки месторождений углеводородного сырья. Сложившаяся практика подсчёта запасов основана на методике определения геометрического объёма

пласта по результатам обоснования его размеров на основе трёхмерного моделирования. Основные параметры пласта вводятся в модель на основе анализа результатов промыслово-геофизических исследований. В ходе исследований определяются геометрические параметры по замерам величин толщины и пористости на стенке скважины, и учет их возможных изменений в межскважинном пространстве, по результатам моделирования генетических процессов формирования пласта.

При подсчёте запасов желательно избегать ошибок, возникающих за счёт естественного изме-